

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ эффективности эксплуатации нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)».

УДК 622.279.52:621.671(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Новикову Александру Александровичу		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кочеткова Ольга Петровна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P10	Планировать, проводить, анализировать, Обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК- 22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК- 27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-е)

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования «**НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ**
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Новикову Александру Александровичу

Тема работы:

«Анализ эффективности эксплуатации нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении» (Томская область).	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	22.02.2018г. 1220/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2018г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Казанскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, научно техническая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1 Геолого-физическая характеристика месторождений 2 Анализ эффективности эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов 3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 4 Социальная ответственность
Перечень графического материала	1. Рисунок 1.1 Обзорная карта района работ 2. Рисунок 1.2 Геологический разрез Казанского НГКМ по линии I-I 3. Рисунок 2.1 Схема УЭЦН 4. Рисунок 2.2 Количество добывающих скважин по

	<p>способам эксплуатации</p> <p>5. Рисунок 2.3 Динамика МРП Казанского месторождения</p> <p>6. Рисунок 2.4 Динамика наработки на отказ в сутках на Казанском НГКМ</p> <p>7. Рисунок 2.5 Причина отказов УЭЦН</p> <p>8. Рисунок 2.6 Измельчающие устройства</p> <p>9. Рисунок 2.7 Зависимость максимального газосодержания от подачи жидкости</p> <p>10. Рисунок 2.8 Сепаратор типа МН(К)-ГСЛ</p> <p>11. Рисунок 2.9 Центробежный газосепаратор фирмы Centrilift</p> <p>12. Рисунок 2.10 Центробежный газосепаратор фирмы REDA</p> <p>13. Рисунок 2.11 Газосепаратор – деспергатор типа ГДН</p> <p>14. Рисунок 2.12 Характеристика газосепараторов</p> <p>15. Рисунок 2.13 Ступени диспергатора AGH</p> <p>16. Рисунок 2.14 Ротор и статор диспергатора фирмы «Борец»</p> <p>17. Рисунок 2.15 Ступень погружного мультифазного насоса</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент
Социальная ответственность	Абраменко Никита Сергеевич, ассистент

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кочеткова Ольга Петровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Новиков Александр Александрович		

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Новикову Александру Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	онд
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Анализ эффективности разработки и эксплуатации месторождения.
Оценка ресурсной, социальной (экологический эффект), финансовой эффективности ИР	Выполнить оценку ресурсоэффективности; определить социальные (экологические) последствия, провести расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Новиков Александр Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Новикову Александру Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i></p>	<p><i>Рабочим местом является Казанское НГК месторождение Парабельского района. Климат в районе проведения работ континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха. При выполнении работ на НГКМ Казанское могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</i></p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность 1.1 Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении</p>	<p><i>При эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на НГКМ Казанское в Томской области существует целая группа вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума; – отклонение показателей климата на открытом воздухе; – электромагнитные поля радиочастот; – Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. – техника безопасности при такелажных работах
<p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении</p>	<p><i>При эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на НГКМ Казанское в Томской области могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы – Опасность механических повреждений – Опасность поражения электрическим током;
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p><i>При эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Казанском НГКМ в Томской области будет оказываться негативное воздействие на состояние земельных и водных ресурсов.</i></p>

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Чрезвычайные ситуации могут возникнуть:
	<ul style="list-style-type: none"> – По причине техногенного характера; – Газонефтеводопроявления; – Попадания молнии. – Пожаро-взрывобезопасность
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности» – ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». – ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы». – ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». – ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Новиков Александр Александрович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования бакалавр

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2018г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Общие сведения о месторождении	
	Анализ эффективности эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов	
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
	Социальная ответственность	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кочеткова Ольга Петровна	.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна.			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 84 стр., 17 рис., 15 табл., 24 источника.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, залежь, фонд скважин, установка электроцентробежного насоса, механизированная добыча, межремонтный период, наработка на отказ, отрицательные факторы, высокий газовый фактор, вынос механических примесей.

Объектом исследования является установка электроцентробежного насоса.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ эффективности эксплуатации нефтяных скважин УЭЦН и преждевременных отказов насосов.

В процессе исследования проведена работа по сбору информации по всему фонду пробуренных скважин и выявлены факторы, оказывающие негативное влияние на работу УЭЦН.

В результате исследования предложены мероприятия по увеличению МРП, методы борьбы с механическими примесями, АСПО и снижению количества причин преждевременных отказов.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: эксплуатация осуществляется механизированным способом с помощью УЭЦН. При борьбе с механическими примесями применяют измельчающее устройство.

Степень внедрения: Для увеличения межремонтного периода используется измельчающее устройство.

Область применения: в скважинах с большим содержанием мехпримесей.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей работе применены следующие сокращения:

ППД – поддержание пластового давления;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ПЭД – погружной электрический двигатель;

МРП – межремонтный период;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

СПО – спускоподъемные операции;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

УДНГ – управление добычи нефти и газа;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

СУ – станция управления;

ЧС – чрезвычайные ситуации;

МФН – мультифазный насос;

ППР – планово-предупредительный ремонт;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	12
Обзор литературы	14
1 Геологическое строение	16
1.1 Общие сведения о месторождении	16
1.2 Литолого - стратиграфическая характеристика разреза	17
2 Анализ эффективности эксплуатации скважин установками электроцентробежного насоса	20
2.1 Способы добычи пластового флюида	20
2.2 Конструкция погружных электроцентробежных насосов	22
2.3 Фонд скважин, оборудованных УЭЦН	27
2.4 Межремонтный период	29
2.5 Нарботка на отказ	31
2.6 Факторы, оказывающие отрицательное воздействие на работу УЭЦН	33
2.7 Методы борьбы с АСПО	50
2.8 Подбор оптимального типоразмера и глубины спуска УЭЦН	51
2.9 Контроль над эксплуатацией УЭЦН	56
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	58
3.1 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН	58
3.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования	59
3.3 Затраты на амортизационные отчисления и материалы	60
3.4 Расчет расходов на оплату труда	61
3.5 Затраты на страховые взносы и проведение мероприятий по установке УЭЦН	63
4 Социальная ответственность	65
4.1 Профессиональная социальная безопасность	66
4.2 Анализ вредных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении	67

4.3 Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении	72
4.4 Экологическая безопасность	75
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	79
Заключение	82
Список использованных источников	83

ВВЕДЕНИЕ

В связи со складывающейся нестабильной экономической ситуацией в России, обусловленной скачками цен на нефть, вводимыми санкциями, возникает вопрос о необходимости снижения себестоимости и увеличения эффективности добычи нефти. Этим и обусловлена актуальность темы данной выпускной квалификационной работы (далее – ВКР).

В рамках оптимизации затрат на добычу нефти механизированным способом эксплуатации одним из путей решения проблемы является способ добычи нефти с помощью установки электроцентробежного насоса (далее – УЭЦН), получивший массовое внедрение. Данный способ эффективен для добычи нефти из мало- и средне дебитных скважин оборудованных УЭЦН. Правильно подобранная установка позволит увеличить дебиты скважин, повысить эффективность производства путем увеличения межремонтного периода (далее – МРП) и снизить затраты. Что приводит к повышению прибыли, а также представляется главной задачей для нефтяной фирмы..

Целью данной работы является изучение эффективности применения УЭЦН, а также необходимости правильного подбора данной установки, где в качестве примера выступает Казанское нефтегазоконденсатное месторождение ОАО «Томскгазпром».

Для того чтобы реализовать цель выпускной квалификационной работы нам необходимо решить такие задачи, как:

- изучить геологические и физические характеристики месторождения;
- описать текущее состояние развития месторождения;
- провести анализ эффективности скважин с использованием УЭЦН;
- изучить социальной ответственности при эксплуатации нефтяных скважин УЭЦН;
- Определить методы оптимизации работы УЭЦН в условиях высокого газового фактора, высокого содержания механических примесей и АСПО.

Объектом данной работы выступает установка ЭЦН, а ее предметом является эффективность эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН.

В данной работе представлены алгоритмы управления установкой, которые позволяют значительно повысить эффективность использования УЭЦН на месторождении.

Обзор литературы

В ходе работы над дипломным проектом были рассмотрены несколько источников по теме: Анализ эффективности эксплуатации нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов.

На сайте: <http://www.borets.ru> была рассмотрена тема: Новые разработки оборудования для скважин с высоким газовым фактором.

Журнал "Инженерная практика", №4 <http://www.borets.ru> Высоконадежное оборудование для работы в осложненных условиях.

Сафиуллин Р.Р., Матвеев Ю.Г., Бурцев Е.А. Анализ работы установок электроцентробежных насосов и технические методы повышения их надежности – Уфа: издательство УГНТУ, 2011.

Российская библиотека научных журналов <http://naukarus.com/>

1.Повышение эффективности эксплуатации УЭЦН путем применения мультифазного насоса.

2.Эксплуатация скважин, оборудованных высокопроизводительными УЭЦН с газосепараторами.

1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении Казанское нефтегазоконденсатное месторождение находится в южной части Томской области на территории Парабельского района (рисунок 1.1).

Ближайшим крупным населенным пунктом является село Пудино, расположенное в 35 км севернее месторождения на реке Чузик. В 5 км к востоку от него находится город Кедровый. Расстояние от месторождения до областного центра – города Томска – составляет около 325 км.

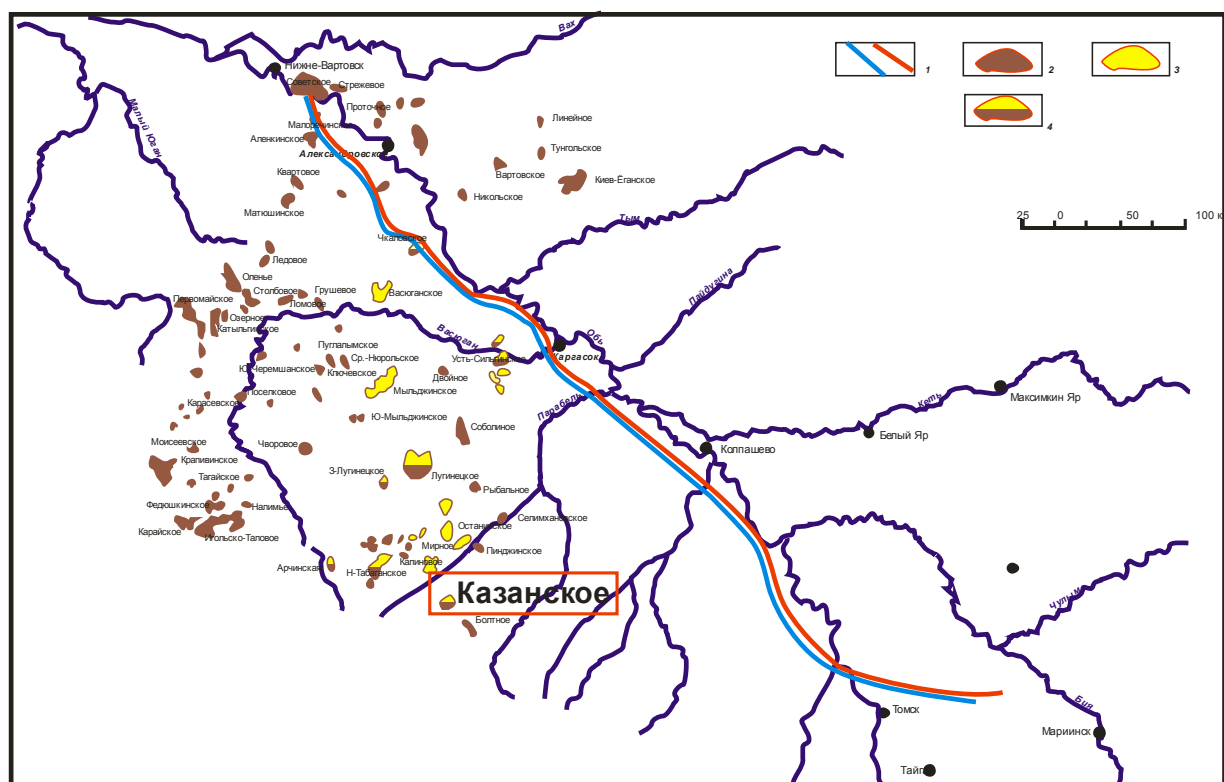


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

Условные обозначения: 1 - магистральные трубопроводы; 2 - нефтяные месторождения; 3 - газоконденсатные месторождения; 4 - нефтегазовые месторождения

Транспортировка грузов автомобильным транспортом осуществляется по грунтовым дорогам. Транспорт грузов из г. Томска производится до районного центра г. Бакчар по дороге с асфальтовым покрытием, далее до п. Кенга по грунтовой дороге. Движение от п. Кенга до г. Кедровый по грунтовой дороге возможно только в сухое время года и зимой. Перевозка грузов авиационным транспортом выполняется круглый год.

Климат района резко-континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким сравнительно жарким летом. Перепад температур от минус 35–45 °С зимой до плюс 38 °С летом. Средние показатели температуры воздуха в зимой составляют –18 °С, весной –10 °С, летом +19 °С, осенью +7 °С.

Местность, на которой проводятся работы, практически не заселена. Поселения на данной территории отсутствуют. Основным промыслом местного населения района является охота, рыболовство, сбор дикоросов сельское хозяйство. Также многие жители района работают в нефтегазодобывающих и геологических организациях. [1]

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Разрез Казанского месторождения в стратиграфическом отношении представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые подстилаются метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента.

Литолого-стратиграфическая характеристика Казанского месторождения представлена в Таблице 1.1.

Разрез осадочного платформенного чехла в пределах Казанского лицензионного участка представлен на Рисунке 1.2.

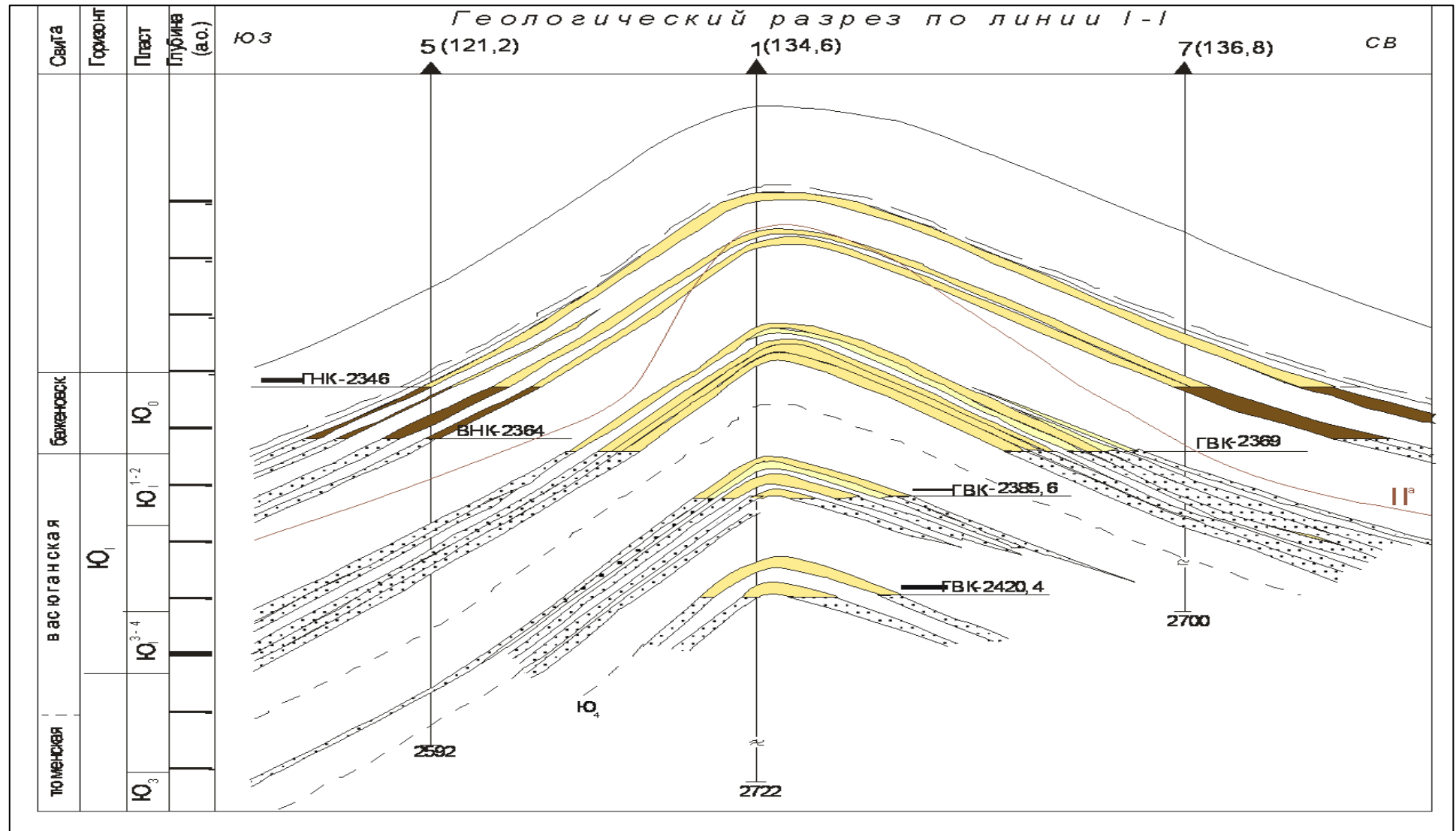


Рисунок 1.2 – Геологический разрез Казанского нефтегазоконденсатного месторождения по линии I-I

Таблица 1.1 – Литолого-стратиграфическая характеристика Казанского месторождения

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение	Мощность горизонта, м	Литологическое описание
От (верх)	до (низ)	Наименование		
1	2	3	4	5
0	30	Четвертичные отложения	30	Почвенно-растительный слой, глины, суглинки
30	125	Некрасовская серия	95	Пески, глины
125	170	Чеганская свита	45	Глины, пески
170	260	Люлинворская свита	90	Глины
260	285	Талицкая свита	25	Алевролиты глины
285	365	Ганькинская свита	80	Мергели, глины
365	415	Славгородская свита	50	Глины
415	560	Ипатовская свита	145	Песчаники, глины, алевролиты
560	575	Кузнецовская свита	15	Глины
575	1440	Покурская свита	865	Песчаники, глины, алевролиты
1440	2130	Киялинская свита	690	Глины, песчаники, глины, алевролиты
2130	2215	Тарская свита	85	Песчаники, аргиллиты, алевролиты
2215	2455	Куломзинская свита	240	Аргиллиты, песчаники, алевролиты
2455	2480	Баженовская свита	25	Аргиллиты
2480	2485	Георгиевская свита	5	Аргиллиты
2485	2560	Васюганская свита	75	Песчаники, аргиллиты, алевролиты

2. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

2.1. Способы добычи пластового флюида

Полученный пластовый флюид представляет собой смесь нефти, воды и нефтяного газа. Подъём пластового флюида с забоя скважины на поверхность, происходит за счет энергии, которая подается в скважину любым способом с поверхности и собственной энергии пласта.

Все методы добычи нефти можно разделить на четыре группы:

1. Артезианское фонтанирование, в котором жидкость выводится на поверхность гидростатическим давлением жидкости, поступающей от эксплуатируемого объекта, то есть из-за давления на забое рабочей скважины.

2. Фонтанный способ добычи. Такая эксплуатация скважин, является одним из самых эффективных способов добычи нефти, а также наиболее дешевым, особенно на новых площадях. Так как для подъема жидкости таким способом не нужно дополнительной энергии, используются только энергетические ресурсы пласта.

3. Газлифтный способ добычи. В режиме работы газлифта недостающая энергия подается с поверхности в виде энергии сжатого газа через специальный канал.

Газлифт бывает двух типов: компрессорный и безкомпрессорный.

Для компрессорного газлифта применяется сжатие попутного газа компрессором, а при безкомпрессорном газлифте необходим, находящийся под давлением газ месторождения или из других источников.

4. Насосные способы добычи. Насосный способ добычи нефти представляет собой метод, в котором жидкость поднимается механизированным способом, работая на энергии, подаваемой извне.

При отборе большого количества жидкости из скважин наиболее рационально и экономично использовать электроцентробежные насосы, которые приспособлены для перемещения большого количества жидкости и создающие наибольшие напоры. Двигатель и насос представляют собой единый погружной агрегат. Электричество обеспечивается специальным кабелем, расположенным вдоль насосно-компрессорных труб.

В настоящее время установки ЭЦН обеспечивают область дебитов от 10 до 1000 м³/сут и позволяют регулировать рабочие параметры в широком диапазоне. Ведущими отечественными и зарубежными производителями в настоящее время предлагаются насосные установки с напорами до 3900 м.

Установки ЭЦН применяются в различных геолого-промысловых условиях:

- газовый фактор - 10-750 м³/м³;
- глубина пласта - до 5000 м;
- температура пласта - до 120°C;
- в условиях абразивно-содержащих жидкостей и парафино-гидратных отложений.

Электроцентробежные насосы, как способ эксплуатации скважин, в основном удовлетворяют условиям разработки Казанского месторождения, широко применяются на месторождении и рекомендуется как основной механизированный способ добычи. На данной стадии разработки месторождения рекомендуется скважинам прекратившие фонтанирование переводить на ЭЦН.

На Казанском месторождении рекомендуется применять высоконапорные насосные установки, производительностью от 15 до 200 м³/сут в обязательной комплектации с газосепаратором и диспергатором.

Большими преимуществами погружных электроцентробежных насосных агрегатов являются относительно большой межремонтный период работы[2].

2.2 Конструкция погружных электроцентробежных насосов

Для отбора пластового флюида (воды, нефти, механических примесей и нефтяного газа) используются установки погружных центробежных электронасосов со следующими параметрами:

Плотность жидкости (max), кг/м ³	до 1400
Температура откачиваемой жидкости, °С (не более)	90
Объёмная доля свободного газа на приёме насоса(max), %	25
Концентрация сероводорода(max), г/л (не более)	0.01
Содержание воды(max), %	99
Водородный показатель рН откачиваемой жидкости:	6.0-8.5
Массовая концентрация твердых частиц (max), г/л	0.1

При содержании в жидкой среде механических примесей более 0.1 - 0.5 г/л следует использовать установки погружных центробежных электронасосов повышенной износостойкости. При содержании сероводорода в количестве 0.01-1.25 г/л - установки погружных центробежных электронасосов коррозионно-стойкого исполнения.

Условное обозначение установок погружных центробежных электронасосов:

УЭЦНМ К 5-125-1200, У 2 ЭЦНМ И 6-350-1100,

Где У – установка, 2 – вторая модификация; Э – с приводом от погружного электродвигателя; Ц – центробежный; Н – насос; К – повышенный коррозионостойкости; И – повышенной износостойкости; М – модульного исполнения; 5, 6 – группы насосов; 125, 350 – подача м³/сут; 1200, 1100 – напор, м.

Темп набора кривизны ствола скважины в зоне спуска установки ЭЦН не более 2° на 10 метров, а в зоне подвески 3° на 10 метров. Для установки ЭЦН импортного исполнения возможность прохождения установкой участков кривизны определяется шаблонированием колонны.

Максимально допустимое значение кривизны ствола скважины α , градусов на 10 м, в интервале подвески погружного агрегата в скважине определяется по формуле:

$$\alpha = 2 \cdot \arcsin \frac{40 \cdot S}{4 \cdot S^2 + L^2}, [3]$$

где S – зазор между внутренним диаметром обсадной колонны и максимальным диаметральным габаритом погружного агрегата, м;

L – длина погружаемого агрегата, м.

Установка ЭЦН для нефтяных скважин состоит из:

- центробежного насоса с 50-600 ступенями;
- асинхронного электродвигателя, заполненного специальным диэлектрическим маслом;
- протектора, который предохраняет полость электродвигателя от попадания пластовой среды;
- компенсатора;
- кабельной линии;
- трансформатора и станции управления.

На (Рисунке 2.1) приведена схема скважины оборудованная УЭЦН.

Длина ЭЦН 25-30м. При длине УЭЦН 5-8 м (в зависимости от диаметра) они состоят из отдельных секций.

Для того, чтобы сборка монтаж и транспортировка установки электроцентробежного насоса были удобнее, она спроектирована по секционному типу.

Часто используются версии насосов с промежуточной секцией с дополнительным модулем ввода, когда требуется исключить вредное воздействие

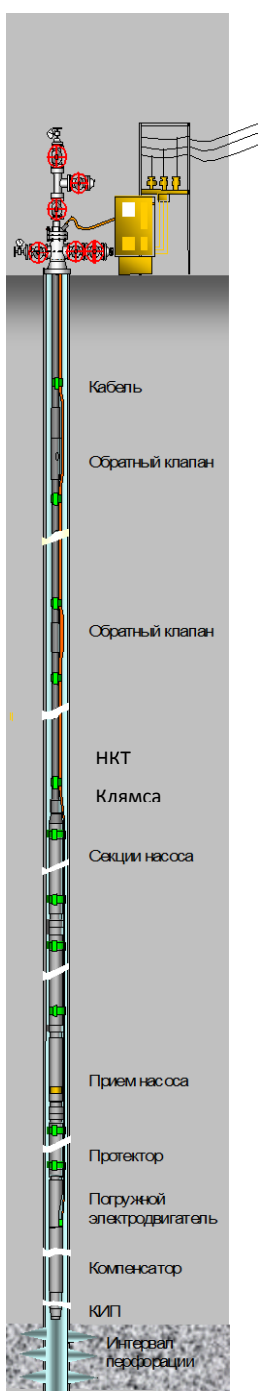


Рисунок 2.1 –
Схема УЭЦН

свободного газа на работу насоса, газовый сепаратор включен в приемный модуль.

Основными частями секции насоса являются вал и пакет ступеней: рабочих колёс и направляющих аппаратов.

Газожидкостная смесь, протекая через направляющие аппараты разгоняется и, под воздействием центробежных сил, направляется к следующей ступени. Таким способом, смесь приобретает приращение напора от ступени к ступени. Рабочие колёса и направляющие аппараты установлены поочередно.

Входной модуль необходим для приёма и грубой очистки от механических примесей перекачиваемой продукции. Газосепаратор, который в нем находится для разгазирования продукта и отвода газа в затрубное пространство. Модуль состоит из вала, основания с отверстиями для доступа скважинной продукции, приёмной сетки, для объединения с другими модулями, на вале установлена шлицевая муфта. В основании установлены подшипники скольжения вала и шпильки, при помощи которых модуль крепится верхним концом к секции насоса, а нижнем фланцем – к протектору. После сборки УЭЦН накручиваются подклапанные трубы, после них монтируется обратный клапан.

Предназначение спускных (сливных, сбивных) клапанов заключается в сливе жидкости из напорного трубопровода во время подъема насоса из скважины.

Обратный клапан нужен для того, чтобы рабочие колеса насоса в напорном трубопроводе при воздействии столба жидкости не были подвержены обратному вращению при остановке, а также, чтобы облегчить повторный запуск. Также обратный клапан используется для опрессовки колонны насосно-компрессорных труб, после того как установку опустят в скважину.

Погружные асинхронные двигатели (ПЭД) изготавливаются одно- и двухсекционные, в зависимости от их мощности.

В зависимости от размера двигатель питается от напряжения 380 В. Синхронная частота вращения двигателя составляет 3000 об / мин. Рабочее направление вращения вала, смотрящее с головы, по часовой стрелке. Рабочая частота переменного тока составляет 50 Гц. При использовании регулятора частоты допускается работа двигателя с частотой от 40 до 60 Гц.

Погружной электродвигатель (ПЭД) - трехфазный, асинхронный с ротором с короткозамкнутым ротором, маслonaполненный и герметичный. Протектор и компенсатор соединены с двигателем с помощью штифтов и гаек. Вал двигателя с валом протектора соединен с помощью шлицевой муфты. Внутренняя полость двигателя закрыта герметично и полностью заполнена диэлектрическим маслом. В головке двигателя имеется разъем для электрического и механического подключения к кабелю питания. Когда напряжение подается на кабель, вал двигателя вращается и вал насоса вращается через шлицевую муфту. Погружной насос соединяется с верхним концом протектора.

Специальное устройство, которое состоит из протектора и компенсатора, называется гидрозащитой двигателя. Это устройство выполняет такие функции как: выравнивание давления во внутренней полости двигателя с давлением пластового флюида в скважине; защита внутренней полости двигателя от попадания пластовой жидкости и предотвращение утечки масла во время передачи вращения от двигателя к насосу; компенсация теплового изменения объема масла во внутренней полости двигателя. Во время работы УЭЦН в процессе включения и выключения электродвигателя масло, заполняющее его, периодически нагревается и охлаждается, изменяя соответственно по объему. Изменение объема масла восполняется деформацией эластичных диафрагм компенсатора и протектора. Торцевые уплотнения протектора предотвращают попадание жидкости в двигатель.

Для питания переменного тока погружной двигатель представляет собой кабельную линию, состоящую из основного кабеля питания (круглого или плоского) и плоского удлинительного кабеля с муфтой ввода кабеля.

Соединение основного кабеля с удлинительным кабелем происходит благодаря неразъемной соединительной сродки. Удлинительный кабель, работающий вдоль насоса, уменьшил внешние размеры по сравнению с основным кабелем.

Из наземной электроустановки главными элементами являются трансформатор и станция управления. Трансформатор служит для увеличения напряжения до значения рабочего напряжения ПЭД с учетом потерь в кабеле.

Станция управления предназначена для запуска и остановки насоса, а также для защиты от чрезвычайных ситуаций. При внезапном увеличении тока (как это наблюдается при замятии погружного насоса) защита от перегрузки отключает устройство. При значительном падении тока (например, из-за отказа насоса из-за вредного воздействия свободного газа) станция управления с защитой от перегрузки также отключает УЭЦН. Станции управления обеспечивают ручной и автоматический режим работы. В ручном режиме после остановки УЭЦН (например, из-за аварийного отключения питания) насос можно перезапустить вручную. В автоматическом режиме устройство может запускаться через некоторое время после подачи питания снова. Удобство представлено тем, что для запуска установки нет необходимости обойти все скважины фонда.

Зимой более надежным на Дальнем Севере и в Западной Сибири является ручной запуск установки, поскольку автоматический самозапуск может привести к замораживанию устьевой арматуры и выкидной линии скважины при остановке насоса. В этом случае оператор, включая насос вручную, может сделать это только после пропаривания устьевой арматуры и выкидной линии.

На современных станциях погружного электронасоса установлены датчики, которые контролируют уровень вибрации, давления и температуры на приеме УЭЦН [3].

В данной главе исключены разделы 2.3 - 2.6, включительно, так как в них использована конфиденциальная информация, которая является коммерческой тайной компании ОАО «Томскгазпром» и поэтому не приводится (страницы 27 – 49)

2.7 Методы борьбы с АСПО

При эксплуатации нефтяных скважин отложения парафина в насосно-компрессорных трубах уменьшает полезное сечение НКТ и, как следствие, значительно снижает добычу нефти и увеличивает расход электроэнергии при ее откачке. Для борьбы с отложениями АСПО на рабочих узлах погружного насосного оборудования и в НКТ проводят обработки скважин химреагентами-растворителями. Методы и объемы обработок зависят от физико-химических свойств добываемой жидкости, параметров работы скважин.

Наиболее прогрессивным способом борьбы с парафиноотложением является химический способ с использованием ингибиторов и удалителей парафиноотложения.

В качестве ингибиторов применяют такие реагенты как:

СНПХ-7401, СОНПАР, а также удалители: гексановую, бензиновую фракцию с добавлением кубовых остатков производства бутиловых спиртов (РПС-67). Легкую пиролизную смолу (ЛПС) с гексановой фракцией в отношениях 1:3–1:1.

Для предотвращения простоя работающих скважин по причине парафиноотложения необходимо:

- скважины с интенсивной парафинизацией оборудования, где межочистной период изменяется от 5 до 20 суток, обрабатывать ингибиторами парафиноотложения типа СНПХ, ИПС по методу непрерывного дозирования с помощью насосов типа НД, УДС, УДЭ;
- скважины с невысокой интенсивностью парафинизации, у которых межочистной период изменяется от 20 до 30 суток, рекомендуется обрабатывать удалителями;
- Также применение насосно-компрессорных труб с покрытием стекла и эмали.

2.8 Подбор оптимального типоразмера и глубины спуска УЭЦН

Произведем расчет и подбор оптимального типоразмера и глубины спуска УЭЦН для скважины, которая была переведена на УЭЦН с фонтанного способа добычи. Дебит скважины до перевода составлял 18,5 т/сут при 48% обводненности. После перевода скважины на УЭЦН планируется увеличить дебит скважины до 25,5 т/сут. при сохранении обводненности. Для расчета берем данные по скважине № X Казанского месторождения в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Исходные параметры скважины № X Казанского м-я

Наименование параметра	Значение
Наружный диаметр эксплуатационной колонны Д, мм.	146
Глубина скважины Н, м.	2500
Дебит жидкости Q_1 , т/сут.	37,5
Статический уровень $h_{ст}$, м.	390
Коэффициент продуктивности скважины К, $м^3/(сут.*Мпа)$	12,5
Кинематическая вязкость жидкости V , $м^2/с$.	$1,8*10^{-6}$
Газовый фактор G, $м^3/м^3$	255
Расстояние от устья скважины до сепаратора l, м.	850
Превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины h_r , м.	4
Избыточное давление в сепараторе P_c , Мпа	0,7
Плотность добываемой нефти ρ_n , $кг/м^3$	840
Плотность попутной воды ρ_v , $кг/м^3$	1050
Обводненность продукции p_v , доли	0,6

Расчетная часть:

1. Определяем плотность добываемой жидкости

$$\rho_{см} = \rho_v * p_v + \rho_n * p_n, \quad (1)$$

где p_n – доля нефти в продукции.

$$p_n = 1 - p_v, \quad (2)$$

$$p_n = 1 - 0,6 = 0,4$$

$$\rho_{\text{см}} = 1050 \cdot 0,6 + 840 \cdot 0,4 = 966 \text{ кг/м}^3$$

2. Переводим дебит из т/сут в м³/сут

$$Q = Q_1 / (\rho \cdot 10^{-3}), \quad (3)$$

$$Q = 37,5 / (966 \cdot 10^{-3}) = 36,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

3. Производим выбор диаметра НКТ

Диаметр насосно-компрессорных труб должен быть определен их пропускной способностью и возможностью размещения труб в скважине (с учетом соединительных муфт) вместе с кабелем и агрегатом. Для наших условий рекомендуются трубы с наружным диаметром 73 мм. и внутренним 60 мм.

4. Определяем необходимый напор ЭЦН

Необходимый напор определен из уравнения условной характеристики скважины:

$$H_c = h_{\text{ст}} + \Delta h + h_{\text{тр}} + h_r + h_c \quad (4)$$

где $h_{\text{ст}}$ – статический уровень, $h_{\text{ст}} = 390 \text{ м.}$,

h – депрессия при показателе степени уравнения притока равном единице,

$h_{\text{тр}}$ – потери напора за счет трения и местных сопротивлений при движении жидкости в трубах от насоса до сепаратора;

$$\Delta h = Q/K, \quad (5)$$

$$\Delta h = 36,2 / 12,5 = 2,9 \text{ МПа или } 290 \text{ м,}$$

h_r – разность геодезических отметок устья скважины и сепаратора,

$$h_r = 4 \text{ м,}$$

h_c – избыточный напор в сепараторе, $h_c = 0,7 \text{ МПа или } 70 \text{ м.}$

$$h_{\text{тр}} = 1,08 \cdot 10^{-11} \cdot \lambda \cdot (L+1) \cdot Q^2 / d^5, \quad (6)$$

где L – глубина спуска насоса, м.

$$L = h_d + h, \quad (7)$$

где h_d – расстояние от устья до динамического уровня,

$$h_d = h_{ст} + \Delta h, \quad (8)$$

$$h_d = 390 + 290 = 680 \text{ м.}$$

h – глубина погружения насоса под динамический уровень, которая зависит от количества свободного газа на этой глубине и определяется приближенно расчетными способами различного рода. В данном случае при наличии большого газового фактора принимаем $h = 370$ м.

Следовательно:

$$L = 680 + 370 = 1050 \text{ м}$$

Коэффициент гидравлического сопротивления Λ при движении в трубах жидкости определяется в зависимости от числа Рейнольдса Re :

$$Re = 14,7 \cdot 10^{-6} \cdot Q/d \cdot v, \quad (9)$$

$$Re = 14,7 \cdot 36,2 / 0,0503 \cdot 1,8 \cdot 10^{-6} = 5877$$

Так как режим движения получился турбулентный, то коэффициент гидравлического сопротивления определяем по формуле:

$$\lambda = 0,3164 / Re^{0.25}, \quad (10)$$

$$\lambda = 0,3164 / 5877^{0.25} = 0,036$$

5. Определяем потери на трение и местные сопротивления:

$$h_{тр} = 1,08 \cdot 10^{-11} \cdot 0,036 \cdot (1200 + 800) \cdot 36,2^2 / 0,0503^5 = 3,1 \text{ м.} \quad (11)$$

Необходимый напор насоса в заданных условиях будет равен:

$$H_c = 390 + 290 + 3,1 + 4 + 70 = 757,1 \text{ м.}$$

6. Подбор насоса

Для каждой скважины насос подбирается с учетом характеристики скважины, ее дебитом, необходимым напором и диаметром эксплуатационной колонны на основании характеристики ЭЦН. Для получения дебита $Q = 36,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и напора $757,1$ м наиболее подходит насос ВНН5-40-950 с числом ступеней $z = 184$. Согласно кривым рабочей характеристики этот насос при $\eta_n = 0,38$ и в пределах устойчивой зоны его работы может развивать подачу $Q = 25-$

70м³/сут. и напор соответственно $H_n = 1030-650$ м. При получении заданного дебита $Q = 36,2$ м³/сут. насос будет создавать напор $H_n = 850$ м.

Характеристику насоса можно приблизить к условной характеристике скважины путем уменьшения подачи насоса при помощи штуцера или задвижки, установленных на выкидной линии, и за счет уменьшения числа ступеней насоса. При первом способе дебит и напор изменяются по кривой рабочей характеристики насоса, при этом уменьшается h_n . Поэтому выгоднее применять второй способ, при котором h_n практически не изменяется.

7. Выбор двигателя

Мощность ПЭДа, необходимую для работы насоса, определим по формуле:

$$N_p = Q \cdot \rho_{ж} \cdot H_n, \quad (12)$$

где η_n – к.п.д. насоса по его рабочей характеристике, $\eta_n = 0,38$.

$$N_p = 36,2 \cdot 935 \cdot 920 / 86400 \cdot 102 \cdot 0,38 = 13,9 \text{ кВт.}$$

Потребная мощность двигателя составит:

$$N_{\Pi} = N_p + N_k, \quad (13)$$

$$N_{\Pi} = 13,9 + 4,1 = 18 \text{ кВт.}$$

По рекомендательным таблицам принимаем электродвигатель ПЭД 20-103 мощностью 20 кВт и диаметром 103 мм.

8. Определение основного диаметра агрегата

Наружный диаметр ПЭДа, насоса и подъемных труб выбирают с учетом размещения их вместе с кабелем в эксплуатационной колонне данного диаметра. Погружной агрегат и ближайшие к агрегату трубы составляют жесткую систему и расположение их в скважине должно рассматриваться совместно. Зная глубину спуска, искривленность скважины и состояние эксплуатационной колонны, выбирают допустимый зазор между агрегатом и колонной. От зазора зависят основные размеры насоса и двигателя, связанные с мощностью погружного агрегата. Для того чтобы сохранить кабель и устранить опасность прихвата агрегата в эксплуатационной колонне

диаметральный зазор для скважин с диаметром колонн до 219 мм должен быть равен 5-10 мм. Разность между внутренним диаметром эксплуатационной колонны и допустимым зазором равен наибольшему основному размеру погружного агрегата.

Основной диаметр агрегата с учетом плоского кабеля:

$$D_{\max} = D_{\text{эд}}/2 + D_{\text{н}}/2 + h_{\text{к}}, \quad (14)$$

где $D_{\text{эд}}$ – наружный диаметр электродвигателя,

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр насоса,

$h_{\text{к}}$ – толщина плоского кабеля,

S – толщина металлического пояса, крепящего кабель к агрегату.

В нашем случае $D_{\text{эд}} = 103 \text{ мм.}$, $h_{\text{к}} = 13,6 \text{ мм.}$, $S = 1,0 \text{ мм.}$ Отсюда:

$$D_{\max} = 103/2 + 88/2 + 13,6 + 1,0 = 110,1 \text{ мм.}$$

Основной размер агрегата с учетом насосных труб и плоского кабеля:

$$A_{\max} = D_{\text{эд}}/2 + d_{\text{м}}/2 + h_{\text{к}}, \quad (15)$$

где $d_{\text{м}}$ – диаметр муфты, равный 89 мм.,

$h_{\text{к}}$ – толщина плоского кабеля КППП 3х16, $h_{\text{к}} = 17 \text{ мм.}$

С учетом этих величин имеем:

$$A_{\max} = 103/2 + 89/2 + 17 = 113 \text{ мм.}$$

Так как получилось, что $A_{\max} > D_{\max}$, это имеет место при большом диаметре насосных труб, в нашем случае наружный диаметр 73 мм.

2.9 Контроль над эксплуатацией УЭЦН

Во время работы установки ЭЦН, не реже чем 4 раза в месяц осуществляется проверка режима работы, а это - дебит жидкости, динамический уровень, сопротивление изоляции, работоспособность обратного клапана (в зимний период ежедневно), давления буферное, линейное и затрубное. Подача тока, напряжения питания проверяется два раза в сутки оператором ДНГ при объезде фонда скважин. Не реже чем один раз в месяц, по заявке ЦДНГ электромонтер ЭПУ производит проверку и корректировку защит в станции управления. При низких динамических уровнях (особенно в зимнее время - при отсутствии замеров по АГЗУ) выполнение операции опрессовки УЭЦН на закрытую задвижку считать обязательным с регистрацией времени набора давления и записью результатов в эксплуатационном паспорте УЭЦН. Не менее четырех раз в месяц должны отбираться пробы для определения обводненности, два раза в месяц на КВЧ и при необходимости на шести компонентный состав. Полученные данные немедленно записываются в паспорт УЭЦН.

При необходимости, по специальному графику скважина должна подвергаться технологическим операциям для борьбы с отложениями парафина, солей, механических примесей с отметкой об этом в паспорте УЭЦН. При длинных остановках УЭЦН (более 10 дней) запуск осуществляется с отслеживанием динамического уровня. После каждого удаления параметров операции УЭЦН рассчитывайте приток из пласта и останавливается мониторинг работы УЭЦН только после того, как скважина входит в стационарное состояние.

УДНГ обязано поддерживать в порядке кабельные эстакады, площадки для размещения наземного оборудования УЭЦН, подъездные пути к ним. При систематическом их неисполнении, персонал имеет право отключить УЭЦН, предупредив об этом за 10 дней главного инженера УДНГ в письменном виде[13].

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целесообразно при внедрении УЭЦН на месторождении провести анализ ее эффективности. Для этого необходимо провести экономический расчет данного внедрения.

3.1 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН

Дебит скважин по сравнению с прошлыми годами падает, что дает основанием использовать на скважинах электроцентробежные насосы с меньшей подачей.

При эксплуатации скважин УЭЦН ЭЦНМИК5А40-1700(800) повышается межремонтный период и наработка на отказ.

Переводим подачу на 40 м/сут. Этим мы получаем насос с подачей 30 м/сутки для использования на малodeбетных скважинах. За счет этого мы получаем экономию денежных средств, так, как не приходится запускать с заводов электроцентробежные насосы для малodeбетных скважин.

Определим нормы времени для установки УЭЦН на месторождении. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: первый этап подготовительные работы, на втором этапе производятся монтаж и спуск УЭЦН на колонне НКТ[14].

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы».

Расчет времени на выполнение мероприятия представлено в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Время на выполнение

Операция	Общее время, ч
Подготовительные работы	18
Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину с поинтервальной опрессовкой НКТ, с поинтервальным замером	26
Монтаж УЭЦН	4
Итого:	48

Общее время на мероприятие по УЭЦН составит 48 ч.

3.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования

Для внедрения УЭЦН необходимо будет установить электроцентробежный насос и станцию управления

Основные узлы УЭЦН:

- ЭЦН (электроцентробежный насос) - важный элемент установки, за счет которого осуществляется подъем жидкости из скважины на поверхность. Насос состоит из секций, которые, в свою очередь, состоят из ступеней и большого числа рабочих колес, собранных на валу и заключенных в трубу (стальной корпус);

- ПЭД (погружной электродвигатель);
- Гидрозащита;
- Кабель.

Кроме подъемной установки, в технологическом процессе применяются также разнообразное оборудование и механизмы, к которым можно отнести:

- Газосепаратор, который используется для снижения количества газа на входе в насос;

- Термоманометрическая система, которая выдает на поверхность данные о температуре и давлении среды, в которой работает насос;
- Трансформатор.

3.3 Затраты на амортизационные отчисления и материалы

Для того, чтобы рассчитать амортизационные отчисления нам необходимы следующие показатели: балансовая стоимость основных производственных фондов и нематериальных активов и норма амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части (нормы амортизации для УЭЦН выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. постановления правительства рф от 07 июля 2016 г. № 640).

Рассчитаем амортизацию отчислений при установке УЭЦН в Таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет суммы амортизации при установке УЭЦН

Объект	Стоимость (руб)	Норма амортизации и (%)	Сумма амортизации в год, (руб)	Сумма амортизации в час, (руб)	Количество	Время работы, (час)	Сумма амортизации (руб).
Установка ЭЦНМИК5 А 40-1700(800)	18 900 000	13,5	2 551 500	291,3	1	240	69 912
Гидрозащита	1 000 000	9	90 000	10,3	1	240	2 472
Кабель погружной	200 000	11,3	22 600	2,6	1	240	624
Газосепаратор	150 000	10	15 000	1,7	1	240	408
Термоманометрич.система	70 000	8	5 600	0,64	1	240	153,6
Трансформатор	120 000	10,5	12 600	1,4	3	240	336
Итого	73 905,6 руб.						

Исходя из расчетов, можно сделать вывод, что затраты на амортизационные отчисления при установке УЭЦН и комплектующих составляют 73 905,6 руб.

Материальные расходы на установку ЭЦН ОАО «Томскгазпром» приведены в Таблице 3.3

Таблица 3.3 – Стоимость материалов на установку УЭЦН

Наименование материалов		Компания X		
		Количество (кг)	Цена, (руб)	Сумма, (руб)
1	НКТ, 73мм	80	37 500	3 000 000
2	Кабель	2600 м	80	208 000
	Итого:			3 280 000

Из расчетов следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией X составят 3 280 000 руб.

3.4 Расчет расходов на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся: суммы, начисленные по тарифным ставкам должностным окладам и сдельным расценкам в соответствии с положением об оплате труда, принятым на предприятии (организации), а также формами и системами оплаты труда, кроме этого надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и Дальнего Востока

Расчет заработной платы приведен в таблице ниже.

Таблица 3.4 – Расчет расходов на оплату труда

Должность	Разряд	Кол-во	Тариф, руб./час организация X	Время на выполнение работ, ч.	Тарифный фонд Заработная плата, руб.	Р/К 50%+60%	Итого ЗП с учетом надбавок, руб.
		Орг.Х			Организация.Х	Организация. Х	Организация.Х
Технолог	8	1	350	240	84000	99800	183800
Мастер	7	1	300	240	72000	84000	156000
Бурильщик	5	1	250	240	60000	73500	133500
Машинист	3	1	180	240	43200	56160	99360
Помощник бур.	3	1	200	240	48000	57500	105500
Супервайзе р	5	1	400	240	96000	108700	204700
Геофизик	4	1	170	174	29580	34400	63980
Итого		7			432780	514060	946840

Произведя расчеты, мы пришли к выводу, что затраты на оплату труда при выполнении работ организацией X составят 946840 руб.

3.5 Затраты на страховые взносы и на проведение мероприятий по установке УЭЦН

Затраты по страховым взносам на пенсионное страхование, на социальное страхования, на обязательное медицинское страхования, а также страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний указаны в Таблице 3.5.

При расчете на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс XI , применяя тариф 1,2 для разведочного бурения (код по ОКВЭД 45.12)[15].

Таблица 3.5 – Расчет страховых взносов при установке ЭЦН организацией X

Показатель	Технолог	Мастер	Бурильщик	Машинист	Помощник бурильщика	Супервайзер	Геофизик
Количество работников	1	1	1	1	1	1	1
Оплата труда, руб.	183 800	156 000	133 500	99 360	105 500	204 700	63 980
Фонд соц.страхования (2,9%)	5 330,2	4 524	3 871,5	2 881,44	3 059,5	5 936,3	1 855,4
ФФОМС (5,1%)	9 378,8	7 956	6 808,5	5 067,36	5 380,5	10 439,7	3 262,98
ПФ (22%)	40 436	34 320	29 370	21 859,2	23210	45 034	14 075,6
Страхование от НС и ПЗ (тариф 1,2%)	2 205,6	1872	1602	1192,32	1266	2456,4	767,76
Всего, руб.	57 350,6	48 672	41 652	31 000,32	32 916	63 866,4	19 961,74
Итого, руб.	295 419						

Таким образом, затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия организацией X составят 295 419 руб.

В Таблице 3.6 произведем расчет общей суммы затрат на проведение организационно-технического мероприятия. К рассчитанным показателям добавим накладные затраты в размере 20% от общей стоимости затрат.

Таблица 3.6 – Затраты на проведение мероприятия по установке УЭЦН

Структура затрат	Сумма затрат, руб.
	Организация Х
Расходы на амортизацию	73905,6
Материальные затраты	3280000
Заработная плата	946840
Взносы в фонды	295419
Накладные затраты (20%)	919233,2
Итого затрат:	5515397,8

Таким образом, затраты на установку ЭЦН и всех комплектующих организацией Х составляют 5 515 397,8 руб.

4 Социальная ответственность

При неправильной организации труда, несоблюдении техники безопасности возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

Опасность механических травм при производстве работ возникает при неисправности перил, лестниц, при производстве спуско-подъемных работ, от движущихся и вращающихся частей машин и механизмов, при монтаже и демонтаже УЭЦН, при захламленности рабочей площадки и т.д.

Поражение электрическим током. Данный вид опасности возникает при контакте с голыми токоведущими частями, которые находятся под напряжением или при контакте с металлическими частями которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции.

Кроме этого возможно воздействие вредных факторов, таких как метеоусловия на рабочем месте, плохое освещение, шум, вибрация, концентрация вредных веществ[16].

4.1 Профессиональная социальная безопасность

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
	1.Повышенный уровень шума 2. Отклонения показателей климата на открытом воздухе 3.Электромагнитные поля радиочастот 4.Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.	1.Движущиеся машины и механизмы 2.Опасность механических повреждений 3.Опасность поражения электрическим током;	ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности» ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы». ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»; СН 2.2.4/2.1.8.562-96

4.2 Анализ вредных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении

К вредным производственным факторам относят факторы, отрицательно-влияющие на работоспособность и приводящие к различным профессиональным заболеваниям.

Повышенный уровень шума

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

При выполнении работ по монтажу, демонтажу и спуско-подъемных операций (СПО) установок электроцентробежных насосов источником шума является производственная деятельность машин (подъемный агрегат АПР 60-80, агрегат ЦА-320, передвижная паровая установка (ППУ), автокран).

Громкость ниже 80 дБ как правило не оказывает большое влияние на органы слуха.

Длительное воздействие шума >85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к непрерывному увеличению порога слуха, и увеличению кровяного давления.

Существует ГОСТ 12.1.029-80, в котором приведена единая классификация средств и способов защиты от шума. К таким способам относятся:

1. Применение средств, снижающих шум.

К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение, виброизоляция, вибродемпфирование [17].

2. Используются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы, а также глушители шума - реактивные, абсорбционные, комбинированные.

3. С целью защиты от непосредственного, прямого влияния шума применяют звукоизолирующие экраны и загородки;

4. Средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники, беруши;

5. Выполнение порядка труда и отдыха.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Климат предполагает совокупность физических характеристик воздуха, оказывающих большое влияние на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, насыщенность радиационного излучения солнца, значение атмосферного давления.

Максимальная температура для Томской области является +38 °С, минимальная -56 °С.

На открытых площадках не выполняется нормирование характеристик, но выполняются конкретные мероприятия, которые уменьшают их негативное воздействие на организм рабочего.

В холодный зимний период года рабочему обязаны предоставить спецодежду с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха -41 °С и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

В жаркий летний период года рабочему обязаны предоставить головные уборы, которые исключают перегревание головы от солнечных лучей.

Электромагнитные поля радиочастот

Основными источниками электромагнитной энергии радиочастотного диапазона (РЧ) в производственных помещениях считаются неэкранированные ВЧ-блоки установок: (генераторные шкафы, конденсаторы, ВЧ-трансформаторы, магнетроны, клистроны, лампы бегущей волны, волноводные тракты и другое). Главными источниками излучения электромагнитной энергии РЧ в окружающую среду служат антенные системы радиолокационных станций (РЛС), радио и теле-радио - станций, в том числе систем мобильной радиосвязи, воздушные ЛЭП и многое другое. Новейший этап характеризуется повышением мощностей источников электромагнитного излучения (ЭМИ) РЧ, что при определенных обстоятельствах способен приводить к электромагнитному загрязнению окружающей среды и выражать неблагоприятное влияние в организм человека. Наиболее характерными при влиянии радиоволн всех диапазонов являются отличия от нормального

состояния центральной нервной системы и сердечно - сосудистой системы человека. Общим в характере биологического воздействия электромагнитных полей радиочастот большой интенсивности считается тепловой эффект, который проявляется в нагреве отдельных тканей или органов. В особенности восприимчивы к тепловому эффекту хрусталик глаза, желчный пузырь, мочевой пузырь и другие органы.

Субъективными ощущениями облучаемого персонала считаются жалобы на частую головную боль, сонливость или бессонницу, утомляемость, слабость, вялость, повышенную потливость, потемнение в глазах, несобранность, головокружение, снижение памяти, беспричинное ощущение тревоги, боязни и прочее.

В диапазоне частот 60 кГц - 300 МГц интенсивность ЭМП характеризуется напряженностью электрического (Е) и магнитного (Н) полей, энергетическая нагрузка (ЭН) предполагает собой произведение квадрата напряженности поля в период его влияния.

Энергетическая нагрузка, формируемая электрическим полем:

$$\text{ЭНЭ}=\text{Е}^2\cdot\text{Т}$$

Энергетическая нагрузка, формируемая магнитным полем:

$$\text{ЭНМ}=\text{Н}^2\cdot\text{Т}$$

Предельно допустимы характеристики ЭМП радиочастот в рабочих местах персонала показаны в Таблице 4.2. в соответствии с ГОСТ 12.1.006-84.

Таблица 4.2 – Предельно допустимы параметры ЭМП радиочастот

Параметр	Предельные значения в диапазонах частот, МГц		
	от 0,06 до 3	от. 3 до 30	от. 30 до 300
Напряженность электрического поля, В/м	500	300	80
Напряженность магнитного поля, А/м	50	-	-
Энергетическая нагрузка электрического поля, (В/м) ² ·ч	20000	7000	800
Энергетическая нагрузка магнитного поля, (А/м) ² ·ч	200	-	-

К организационным мероприятиям по защите от действия ЭМП можно отнести:

1. Использование средств индивидуальной защиты, например, экранирующие комплект – индивидуальная сетка Фарадея;
2. Экранирование рабочего места или источника излучения;
3. Правильный выбор режима работы оборудования;
4. Ограничение время нахождения в зоне действия ЭМП радиочастот;
5. Ограждение зон с повышенным уровнем ЭМП радиочастот; максимальное увеличение расстояния от источников ЭМП радиочастот[18].

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

К основной рабочей зоне оператора относятся, в основном, кустовые площадки, находящиеся на открытой территории. В связи с этим, при исполнении различных работ, вероятен контакт с живностью, обитающей в дикой природе, находящейся вокруг месторождения. Это могут являться как насекомые – комары, клещи, слепни и т.д., так и крупные животные, такие как змеи, медведи и другие хищники.

Кровососущие насекомые способны нанести незначительный ущерб здоровью в виде кожного зуда, небольших воспалений, однако они также способны переносить различные заболевания. Наиболее опасная и распространённая из них – болезнь лайма, передающаяся клещами. Для того, чтобы обезопасить себя, рабочим необходимо применять средства индивидуальной защиты – москитные маски, плотная одежда, спреи от клещей и комаров. Если наверняка известно о присутствии в области рабочей зоны насекомых, передающих заболевания, то необходимо проводить дезинсекцию, согласно [19].

Крупные животные способны нанести значительный ущерб здоровью. Это могут быть укусы, царапины, прочие механические травмы, а также заболевания, общие для человека и животных. В мерах безопасности необходимо избегать непосредственного контакта с дикими животными. По

мере возможности нужно заставить покинуть дикое животное рабочую зону, в случае возникновения угрозы, срочно покинуть рабочее место. Если животное всё же нанесло повреждения работнику, необходимо срочное оказание первой медицинской помощи с дальнейшей госпитализацией. Профилактику распространения общих для человека и животного заболеваний проводят в соответствии с [20].

Техника безопасности при такелажных работах

При работах по погрузке и разгрузке оборудования установок ЭЦН с автотранспортных средств следует придерживаться правил безопасности при погрузочно-разгрузочных работах.

В частности, нельзя находиться на пути кабельного барабана, разгружаемого с помощью автокрана с откосов машины или саней. Нельзя стоять и позади него. Все погрузочные и разгрузочные устройства обязаны подвергаться периодическим испытаниям и не реже чем один раз в 3 месяца осматриваться и регулироваться. В транспортировочном агрегате все без исключения части установки ЭЦН должны быть основательно закреплены. Насосы, гидрозащита и электродвигатель фиксируются скобами и винтами, трансформатор, станция управления — цепочками, а барабан — за собственную ось четырьмя винтовыми растяжками.

4.3 Анализ выявления опасных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

Движущиеся машины и механизмы

При проведении работ по погрузке и разгрузке оборудования установок ЭЦН. Для этой цели применяются автотранспортные средства в базе машин, из-за чего возникает возможность травматизма для работников со стороны перемещающихся машин и механизмов. Техника безопасности при проведении производственных работ, правильное размещение рабочих машин относительно скважин и относительно друг друга регулируется в соответствии с [21].

Опасность механических повреждений

Механические опасности могут возникнуть у любого объекта, способного нанести человеку травму вследствие неспровоцированного контакта объекта либо его частей с человеком. Угроза подвергнуться этому контакту наблюдается при взаимодействии человека с объектом в рабочем процессе и при случайном прохождении человека в границах действия объекта в опасной зоне оборудования.

С целью избежания повреждений следует придерживаться правилам техники безопасности.

Для выполнения работ на высоте следует предусмотреть наличие исправных оградительных средств согласно ГОСТ 12.4.059 и защитных конструкций согласно ГОСТ 26887, ГОСТ 27321, ГОСТ 27372.

Организационные и технические мероприятия по обеспечиванию безопасности, осуществляемые при проведении работ, используемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ:

1. Оформить наряд–допуск в осуществление работ повышенной опасности;

2. Провести внеплановый инструктаж всем членам бригады согласно выполнению работ повышенной опасности, а кроме того согласно правилам поведения во взрыво и пожароопасной ситуации и иных опасных условиях и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряд–допуске;

3. Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным проектом производства работ, частично опросить штат по усвоению требований безопасности отраженных в разделе.

4. Определить присутствие и отметить знаками расположение абсолютно всех коммуникаций в радиусе выполнения работ;

5. Проверить надежность применяемого оборудования.

Опасность поражения электрическим током

Принятые в плане технические решения и оборудование обеспечивают его использование при следовании эксплуатационным и ремонтно-эксплуатационным персоналом «Правил по охране труда (правил безопасности) присутствие эксплуатации электроустановок.» ПОТ РМ-01602001, РД 153-34.0-03.150-00.

Электроснабжение узла учета производится с КТП 6/0,4 кВ, что находится в помещении основной насосной.

Основные потребители электроэнергии согласно надежности электроснабжения принадлежат к II категории.

Для избежания появления и распространения пожара предусмотрен ряд противопожарных мероприятий в соответствии с требованиями ПУЭ, главным из которых является использование кабелей с оболочкой, не поддерживающей горение.

Выполнено заземление оборудования, обеспечивающее защищенность обслуживания персонала при эксплуатации и наладке, молниезащита объекта.

Предусмотрено рабочее освещение сооружения и его помещений.

Задвижки системы пожарной охраны здания запитываются со щита станции управления, находящегося в электрощитовой главной насосной станции, обладающей I категорией надежности по электроснабжению.

Опасность влияния электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, продолжительности его влияния, линий прохождения тока через человека, рода и частоты тока, личных особенностей человека, окружающей среды и ряда иных условий. Уровень влияния токов на человека представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Воздействие тока на человека

Воздействие на человека постоянного и переменного токов		
Сила тока проходящая через человека, мА	Воздействие на человека	
	переменный ток 50-60 Гц	постоянный ток
0,5-1,5	начало ощущения, лёгкое дрожание пальцев рук	не ощущается
2,0-3,0	сильное дрожание пальцев рук	не ощущается
5,0-7,0	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
8,0-10,0	трудно, но ещё можно оторвать руки от электродов, сильные боли в пальцах, кистях рук и предплечьях	усиление нагрева
20,0-25,0	паралич рук, оторвать их от электрода невозможно, очень сильные боли, дыхание затруднено	ещё большее усиление нагрева
50,0-80,0	остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги, затруднение дыхания
90,-100,0	остановка дыхания, при длительном воздействии - 3 сек. и более следует остановка сердца	остановка дыхания

Существенное воздействие на исход действия электрического тока проявляет путь прохождения тока в теле человека: чем более жизненно значимых органов подвергается воздействию тока, тем серьезнее исход поражения. Более возможные и в то же время более опасные пути протекания тока: рука-рука, рука-нога, нога-нога.

4.4 Экологическая безопасность

Экологическая ситуация на нашей земле усугубляется из-за стремительного нарастания индустриальной и хозяйственной деятельности человечества. Дальнейшее усугубление экологической ситуации может послужить причиной к глобальной катастрофе. По этой причине у нас в стране, как и во всем мире, проблемы экологии отнесены к важным, приоритетным, требующим безотложного решения. Проблема окружающей среды в полной мере касается и горнодобывающего производства, неотъемлемой частью которого считается нефтегазодобывающая промышленность. Это связано с тем, что геологическая среда составляет единое целое со всей средой обитания человека, так как литосфера представляет собой минеральную основу биосферы и по этой причине имеет необходимость в охране, как и вся природа. Так как ведение горных работ любого характера, в этом числе и добыча нефти и газа, может сопровождаться нарушением экологического равновесия, загрязнением окружающей среды отходами горного производства и самими полезными ископаемыми, деградацией почв, нарушением сформировавшихся био и геохимических взаимосвязей, мероприятий, которые обеспечивают устранение ухудшения физических, хим и био характеристик атмосферы, земли, воды, растительных и животных организмов в наше время и в будущем вследствие разработки месторождений углеводородов. Государственный контроль за использованием природных ресурсов и качеством природной среды проводится Государственным комитетом по охране природы, Государственным комитетом по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору. Мероприятия согласно охране недр и находящейся вокруг природной среды излагаются в лицензии на пользование недрами, в проектных документах на пробную опытно-промышленную и индустриальную разработку месторождений углеводородов, в специализированных долгосрочных программах, в договорах на разработку месторождений. Проблемы окружающей среды на нефтегазодобывающих предприятиях в многом возлагаются в геологическую службу. Стандартным Положением о

ведомственной геологической службе на нее возлагается осуществление ведомственного контроля над соблюдением определенного режима использования недр, верного ведения работ согласно геологическому исследованию недр, за выполнением условий согласно охране недр и иных правил и норм, характеризующих деятельность геологической службы.

Защита атмосферного воздуха от загрязнения

При добыче нефти с кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые формируются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а кроме того сальниковых уплотнений.

Выбросы ЗВ в промышленной площадке УПН формируются из выбросов от деятельности нефтяных и газовых сепараторов, насосов и запорной арматуры.

Одним с ключевых источников выбросов загрязняющих веществ считаются факельное хозяйство, специализированное с целью сжигания попутного газа при работе оборудования.

При бурении скважин рекомендуется применять изолированную герметичную систему циркулирования бурового раствора, использовать герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания, утилизировать сопутствующий нефтяной газ, предупреждать газопроявления, предусматривать автоматическое выключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии.

Огромный вред природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными факторами аварий считаются:

- некачественное строительство;
- механические повреждения;
- коррозия трубопроводов;
- изменение проектных заключений в ходе строительства.

Основные мероприятия согласно охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- утилизация попутного газа;
- применение оборудования заводского изготовления;
- разработанный проект действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий обязана осуществляться аварийной службой.

Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с применением методов и руководств Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение максимально-возможных концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха гарантируется посредством уменьшения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, включающих вредные вещества таблица 4.4.

Таблица 4.4- Вредные вещества

Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
			г/сек	т/год
Двуокись азота	0.085	2	0.078	1.230
Окись углерода	5.000	4	0.220	4.88
Углеводороды	50(ОБЦВ)	4	9.140	298.8
Сажа	0.15	3	0	2
Метанол	1	3	0.041	1.290

Защита поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Особое негативное влияние на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с значительной минерализацией. При попадании нефтепродуктов в водоемы на поверхности воды появляется пленка, препятствующая воздушному обмену.

- Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:
- поступление токсичных элементов из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в следствии отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и иных остатков в следствии порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды вследствие перетоков по затрубному пространству при низкачественном цементировании скважины и её негерметичности.
- Мероприятия согласно рациональному использованию и охране водных ресурсов:
- Запрещается сбрасывание сточных вод в водные объекты;
- Установление и поддержание водо-охранных зон;
- Вынесение объектов с экологически уязвимых зон;
- Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
- Рассредоточение объема закачки воды согласно пласту;
- Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям региона;
- Контроль за качеством сварных швов;
- Переходы трубопроводов через водные препятствия обязаны осуществляться подземно;
- Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
- Сбор пролившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с дальнейшей перекачкой на УПН.

4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это ситуация на определенной местности, сформировавшаяся в следствии аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного либо другого бедствия, которые могут повлечь либо повлекли за собой человеческие жертвы, вред здоровью людей либо окружающей природной среде, существенные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под основой чрезвычайной ситуации подразумевают опасное природное явление, аварию либо опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а кроме того применение современных средств поражения, в следствии чего произошла либо может сформироваться чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р 22.0.02 - 94).

Чрезвычайные ситуации могут образоваться в ходе монтажа ЭЦН при спуско-подъемных операциях по разным обстоятельствам:

1. По причине техногенного характера;
2. Газонефтеводопроявления;
3. Попадания молнии.

В случае возгорания и взрывов на устье старшему по смене следует прекратить все без исключения разновидности работ, вызвать пожарную службу охраны, при необходимости, скорую медицинскую помощь, оповестить своего либо вышестоящего руководителя, действовать в соответствии с планом ликвидации аварий[22].

Условия промышленной безопасности обязаны соблюдаться в соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением условий промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с применением «Методических рекомендаций согласно организации производственного контроля за соблюдением условий промышленной безопасности на опасных производственных объектах» РД 04-

355-00.

Участники работ обязаны быть ознакомлены с месторасположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи.

Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты.

Пожаровзрывоопасность

Нефтегазовые промыслы особенно подвергаются возникновению пожаров и взрывов. Для того чтобы исключить опасных обстановок прилегающая территория нефтегазового комплекса должна быть постоянно в чистоте и порядке, легковоспламеняющиеся предметы должны содержаться в изоляции, бытовой мусор должен утилизироваться, не разрешается хранение нефти и нефтепродуктов в открытом виде, в ямах и открытых резервуарах.

Для предупреждения пожаров все без исключения нефтегазопромысловые объекты обязаны быть оборудованы системами пожарной безопасности, передовыми автоматическими средствами сигнализации, основными средствами пожаротушения. Данные правила безопасности регламентируются в соответствии с [23].

При эксплуатации УЭЦН в Казанском нефтегазоконденсатном месторождении при возгорание и взрыве на устье, необходимо проинформировать старшего по смене, следует прекратить все разновидности работ, вызвать пожарную службу охраны, при необходимости, скорую медицинскую помощь, оповестить своего либо вышестоящего руководителя, действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности»

ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».

ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной ВКР все поставленные нами задачи были выполнены. Это означает, что цель работы - изучение эффективности применения УЭЦН, а также необходимости правильного подбора данной установки на примере Казанского нефтегазоконденсатного месторождения ОАО «Томскгазпром», была достигнута. По результатам проделанной работы, были сделаны следующие выводы:

- при переводе Казанского месторождения с фонтанного способа добычи нефти на использование УЭЦН дебит скважины увеличился с 18,5 т/сут до 25,5 т/сут. при сохранении обводненности;
- необходимы установки для поднятия жидкости на дневную поверхность, которые могут работать в искривленных стволах скважин и на больших глубинах, при этом развивать большие напоры, а также работать в осложненных условиях (высокий газовый фактор, отложение солей и парафинов, вынос механических примесей и пр.)
- для уменьшения затрат на доставку и хранение большой номенклатуры громоздких УЭЦН, которые связаны с тем, что нефтяные месторождения удалены от производителя нефтепромыслового оборудования необходимо снижение массогабаритных характеристик УЭЦН;
- применение мультифазного насоса газосепараторов и измельчителя мехпримесей позволит увеличить межремонтный период скважин, сократить затраты на ремонт скважин бригадой ТКРС, снизить затраты на ремонт подземного оборудования;

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1.Подсчёт запасов газа и конденсата Казанского месторождения (Томская обл.) по состоянию на 01.09.69 г. (протокол ГКЗ СССР № 5828 от 28.11.1969 г.) / Минько В.А., Гольдина А.А. и др., гор. Новосибирск, 1969
- 2.Сафиуллин Р.Р., Матвеев Ю.Г., Бурцев Е.А. Анализ работы установок электроцентробежных насосов и технические методы повышения их надежности – Уфа: издательство УГНТУ, 2011 – 90 с.
3. Электронный ресурс <http://studbooks.net/>
- 4.Комаров В.С. “Прогнозирование наработки на отказ глубиннонасосного оборудования ”. Нефтяное хозяйство № 9, 2002 г.-275с.
- 5.Атнабаев З.М. Скважинный эжектор для предотвращения повышения затрубного давления и срыва подачи УЭЦН // Нефтяное хозяйство. - 2014. № 4.
- 6.Н.А. Глущенко, М. А. Силин; под ред. И. Т. Мищенко. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений —2012. — 475 с5.
7. Газосепараторы производства "Новомет" ТУ 3665-019-12058737-2009.
- 8.Пересчёт запасов газа, конденсата и нефти Казанского месторождения по состоянию на 01.01.2007 г. (протокол ГКЗ Роснедра № 1490-дсп от 02.11.2007 г.).
9. Проект опытно-промышленной эксплуатации Казанского газоконденсатного месторождения. ООО «ВНИИГАЗ», 2002г. (протокол Комиссии газовой промышленности по разработке и использованию недр № 28-к-р от 21.04.2003 г.).
10. Пересчет начальных запасов нефти, газа, конденсата и Технико-экономическое обоснование КИН, КИК Казанского месторождения по состоянию на 01.01.2011 г. / Отчет ОАО «ЦГЭ», 2010 г. (протокол ГКЗ Роснедра № 2489 от 25.05.2011 г.).

11. Ивановский В. Н., Пекин С. С., Сабиров А. А. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти. - М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. - 256 с.
12. Пещеренко С.Н., Долгих А.П. Области применения мультифазных насосов и газосепараторов // Нефтегазовая Вертикаль.-2010.- №11. – С.66.
13. Сайт ПК «Борец» <http://www.borets.ru>.
14. Методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, Вестник ЦКР №1, Москва, 2007 г.
15. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.consultant.ru/search/bankrotstvo>.
16. Булатов Н.А. Охрана окружающей среды. М.: Недра, 1990.
17. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
18. ГОСТ 12.1.006–84.ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот.
19. СП 3.1.096-96, ВП 13.3.1103-96 «Профилактика инфекционных болезней. Профилактика и борьба с заразными болезнями, общими для человека и животных»
20. СанПиН 3.5.2.1376-03 «Санитарно-эпидемиологические требования к организации и проведению дезинсекционных мероприятий против синантропных членистоногих»
21. ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
22. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения»;
23. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»;
24. Российская библиотека научных журналов <http://naukarus.com/>